

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И МЕХАНИЗМОВ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДОЮРСКИХ КОМПЛЕКСАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Н. Дмитриевский, В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, А.В. Самойлова
ИПНГ РАН

Доюрский комплекс отложений Западной Сибири состоит из переходного (промежуточного) подкомплекса (верхняя пермь – триас), складчатого основания (палеозой) и консолидированного (архей – протерозой – палеозой), а в центре Западно-Сибирского бассейна – субокеанического (триас) фундамента [1].

В палеозойских отложениях выявлено около 100 нефтегазопроявлений и открыто в 2007 г. 49 залежей, в том числе 23 – в Васюганской, 16 – в Приуральской, 4 – в Красноленинской нефтегазоносных областях (НГО). В кровле фундамента открыто 11 залежей углеводородов в Приуральской, 4 – в Красноленинской НГО. В Васюганской НГО в отложениях юры – палеозоя залежи нефти образовались за счет прилегания всех горизонтов юры к выступам фундамента [2]. Открытые залежи нефти и газа в основном мелкие и реже средние по запасам. Часть залежей нефти открыта в верхней части фундамента. Крупные месторождения нефти и газа в Западной Сибири могут быть открыты в образованиях фундамента, по аналогии с мировыми открытиями.

Для обоснования теоретических основ прогноза зон нефтегазонакопления и перспективных объектов в образованиях фундамента в Западной Сибири необходимо, опираясь на международный и российский опыт поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа в этом комплексе пород, решить ряд следующих важных проблем: создание модели строения залежей нефти (газа) и обоснование возможных механизмов формирования скоплений УВ; проведение типизации ловушек и установление их сейсмических «образов»; классификация и ранжирование типов пород-коллекторов; выявление возможных региональных и зональных флюидоупоров; оценка нефтегазогенерационного потенциала осадочных материнских отложений, примыкающих к ловушкам фундамента; обоснование комплекса геологических критериев для прогноза зон нефтегазонакопления и перспективных объектов; создание новых технологий и методов выявления перспективных объектов; оценка ресурсов нефти и газа в комплексе фундамента; оценка рисков осуществления проектов поисково-разведочных работ и

разработки возможных месторождений. Часть из этих проблем, с разной глубиной проработки, нами исследована за период 2009–2011 г. г. в ИПНГ РАН.

Как показывает мировой опыт (в том числе российский), крупные скопления нефти (газа) в региональном плане приурочены к известным поясам и полюсам нефтегазонакопления (один из таких полюсов – Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция), тектонически активным и сильно прогретым зонам земной коры, как правило, расположенным на стыке литосферных плит и их частей (субдукционно-обдукционный режим) или на участках проявления рифтогенного геодинамического режима. Открытые залежи нефти и газа в образованиях фундамента приурочены к погребенным эрозионно-тектоническим выступам фундамента (*buried hill*), разбитым разломами на блоки и облекаемым осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтегазообразующих толщ. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, высокими дебитами и крупными запасами обладают выступы фундамента с гранитоидами в ядре, занимающие доминирующее гипсометрическое положение в подземном рельефе [1, 4].

Для создания модели строения залежи УВ в образованиях фундамента нами проанализирован фактический материал по более чем 100 месторождениям мира, а также обширный опубликованный материал; подробно рассмотрено формирование пустотного пространства гранитоидного массива месторождения Белый Тигр [3, 5, 6]. Формирование пустотности в кристаллических породах происходит под влиянием ряда геологических факторов: в результате неравномерного остывания магмы и тектонических процессов образуется «первичная» пустотность – полости и области разрежения, зоны разломов и трещинно-каверновой пустотности. На эту «первичную» пустотность накладываются вторичные процессы активной гидротермальной деятельности и процессы выветривания. В результате гидротермальной деятельности происходят существенные изменения, вследствие того, что каолинизированные и цеолитазированные породы фундамента значительно разуплотняются. Так, при изучении с помощью электронного микроскопа зерна из фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) [7] установлены размеры каверн (0,2 - 0,4 мм) и микротрещин, определены (0,05 мм). Значения открытой пористости (13 - 16%), толщины гидротермально измененных пород в зонах разломов (400 м). Гранитоидные массивы характеризуются резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью. Участки наиболее емких коллекторов и, соответственно, нефтяных

полей с высокими дебитами расположены крайне неравномерно как по площади (латерали), так и по разрезу. Интервалы, в которых получены притоки нефти, согласно результатам термогидродинамических исследований, составляют 20 - 40 м и расположены в разрезе также неравномерно. Модель строения залежи нефти в фундаменте признана неравномерно-ячеистой. На ряде месторождений Вьетнама (северный блок залежи в фундаменте Белого Тигра, Дайхунг, Кыулунг) верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена непроницаемыми породами, что крайне затрудняет поисково-разведочные работы [6].

Флюидоупорами для залежей нефти в фундаменте могут быть как региональные глинисто-аргиллитовые покрывки (например, юрские в Западной Сибири), так и эффузивные и/или кристаллические породы в кровле массива (как во Вьетнаме).

По вопросу о механизме формирования залежи нефти (газа) в кристаллических образованиях фундамента у авторов проведенных исследований существует две точки зрения.

Первая. Формирование залежи нефти в фундаменте происходит путем миграции флюидов в трещинно-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту осадочных – терригенных пород, обогащенных РОВ. Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей под действием капиллярных сил, вектор движения которых направлен (в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела) в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента является действие сил поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [8]. Предложенный механизм формирования залежей нефти (газа) в выступах фундамента, ядро которых сложено кристаллическими породами и которые облекаются юрскими (палеозойскими) породами, обогащенными РОВ, может быть адаптирован и для Западной Сибири.

Вторая. Предлагаемый механизм формирования залежей нефти и газа в фундаменте и осадочном чехле базируется на полигенезе нефти и газа.

В этой концепции определяющая роль в реализации нефтегазообразования отводится экзогенным и эндогенным процессам, энергетическому и флюидному потенциалу Земли. В работе [9] дается теоретическое обоснование механизмов дилатансии и компаксии, которые действуют в коровых волноводах (КВ).

Дилатационный эффект связывается с раскрытием трещин и заполнением КВ флюидами, в том числе глубинными углеводородами. В режиме компакции флюиды выжимаются из КВ и перемещаются в сторону меньших давлений, в верхние горизонты земной коры. Подобные процессы обеспечивают эффективный сбор микроневфти в залежи. Реализация таких условий привела к образованию залежи нефти в триасовых эффузивно-терригенных отложениях Рогожниковского месторождения (Красноленинский свод) [10]. Эти отложения широко распространены в центральной части Западной Сибири, что свидетельствует о высоком углеводородном потенциале региона.

Исходя из этой концепции, можно удовлетворительно обосновать связь глубинных аномалий физических моделей с зонами размещения крупных месторождений УВ.

В последние годы накоплены убедительные факты, свидетельствующие о широком распространении в литосфере энергоактивных и флюидонасыщенных зон. Энергоактивные зоны проявляются в физических полях (в сейсмических и акустических диапазонах частот). Установлена (исследовано более 30 месторождений УВ в восьми нефтегазоносных провинциях) устойчивая корреляция местоположения глубинных сейсмических аномалий (мантийных, коровых) с зонами размещения крупных и гигантских месторождений нефти и газа (Н.К. Булин, 1999). Выявленную связь, учитывая большое количество статистических достоверных данных, можно использовать при прогнозе перспективных зон нефтегазонакопления и крупных скоплений УВ в вышележащих (по отношению к выявленным аномалиям) отложениях фундамента и осадочного чехла (рис. 1, см. Приложение в конце статьи).

Разработанная модель строения залежи нефти (газа) в фундаменте и механизмы её формирования, а также накопленный практический опыт поисков и разведки месторождений УВ в фундаменте и опубликованные работы по этой проблеме позволили нам определить совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений нефти и газа в породах фундамента, а именно: наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных РОВ осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка для формирования и сохранения УВ в залежи [3, 13].

Важным аспектом теоретических основ прогноза является также типизация ловушек в доюрском комплексе отложений Западной Сибири [12]. Выявлены и

систематизированы сейсмические «образы» ловушек, в которых залежи нефти приурочены к контакту мезозойских (юрских) и палеозойских (кора выветривания фундамента) отложений. Наиболее распространенным типом ловушек в Шаимском, Красноленинском и Березовском нефтегазоносных районах (НГР) являются структурно-стратиграфические, реже литологически и тектонически экранированные, ловушки.

Одним из важнейших факторов при оценке перспектив нефтегазоносности в ловушках фундамента является наличие зон трещинно-кавернозных пород-коллекторов.

Проанализированный фактический материал по 25 месторождениям центральной части ХМАО и опубликованные работы позволили нам охарактеризовать породы-коллекторы нефти и газа в доюрском комплексе отложений на контакте мезозоя – палеозоя. Это породы разнообразного литологического состава: от эффузивно-терригенных триасового возраста (на части Красноленинского свода) до эффузивных, метаморфических и кристаллических пород на Шаимском и Красноленинском сводах, Березовской моноклинали. Коллекторы II – III и IV – V классов крайне неравномерно распределены в пределах залежей, как по площади, так и по разрезу. В фундаменте зоны распространения кислых магматических пород (гранитоидов) выделяются во всех НГР. Гранитоиды обладают наилучшими ФЕС пород, к ним приурочены нефтяные поля с большими запасами нефти и высокими дебитами [13, 17].

Не менее важной является проблема флюидоупоров.

Флюидоупорами для залежей УВ в комплексе отложений мезозоя – палеозоя (кора выветривания) в ХМАО являются глинистые толщи нижней и средней юры (реже верхней юры и мела), а для залежей нефти только в фундаменте (выявлено 15 таких залежей) – плохо проницаемые эффузивные и/или кристаллические породы в кровле фундамента.

Важным аспектом при оценке перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири является геохимическая характеристика этого комплекса и оценка нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ, питающих отложения доюрского комплекса, включая образования фундамента.

При изучении геохимических особенностей аккумуляции и генерации нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири нами систематизирован и обобщен большой фактический материал, как собственных исследований, так и заимствованный из литературных источников. Рассмотрены ключевые вопросы органической геохимии: особенности углеводородного и микроэлементного состава палеозойских и

постпалеозойских нефтей, стадийность катагенетических преобразований ОВ, а также оценка нефтегенерационного потенциала нефтематеринских доюрских отложений, как возможного самостоятельного очага нефтеобразования, и вышележащих отложений.

Основываясь на анализе геолого-геохимических показателей, ряд ученых считает, что нефти юрского и доюрского комплекса (зона контакта фундамента и чехла) в Широтном Приобье, Шаимском, Красноленинском, Ханты-Мансийском регионах Западно-Сибирского НГБ образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу нафтидов с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются лишь юрские (нижнеюрские и верхнеюрские) отложения (В.Л. Барсуков и др., 1985; Н.В. Лопатин и др., 1997; В.С. Сурков и др., 1999; М.Ю. Зубков и др., 2001; В.И. Москвин и др., 2002; М.Ф. Печоркин и др., 2006; Ю.А. Курьянов и др., 2006, и др.).

Другие исследователи выступают за наличие двух самостоятельных циклов нефтегазоаккумуляции, сформировавших залежи нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Западной Сибири, т.е. признают собственно палеозойский источник генерации нефти (И.С. Старобинец и др., 2002; Н.Н. Герасимова и др., 2002, и др.; О.В. Крылова и др., 2002). А.Э. Конторовичем и др. (1998, 2001, 2004, 2008, 2010), Е.А. Костыревой и др. (2004) среди палеозойских нефтей Западной Сибири также выделяется самостоятельный «палеозойский» тип (морской генотип), генетически связанный с исходным ОВ палеозойских отложений [14]. Результаты бурения скважины Лемок-1 (восток Западной Сибири), где были выявлены первые достоверные признаки нефтегазоносности палеозоя, позволили А.Э. Конторовичу и др. (2000, 2010) считать доказанным присутствие нефтепроизводящих пород в доюрских образованиях востока Западной Сибири, а именно рифейских высокоуглеродистых толщ с высоким нефтегенерационным потенциалом.

На самостоятельный очаг нефтеобразования в собственно палеозойских отложениях в Нюрольской и Ханты-Мансийской впадинах указывает существенное отличие нафтидов палеозоя и коры выветривания от юрских и триасовых по содержанию МЭ (рис. 2, 3), которое свидетельствует как о более высокой катагенетической преобразованности палеозойской нефти, так и о ее самостоятельном генотипе (С.А. Пуланова, 2002; В.Л. Шустер, С.А. Пуланова, 2011 [11]).

Значимые различия четко фиксируются и при сопоставлении содержаний и соотношений биофильных (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных элементов (РЗЭ) в нефтях по месторождениям Шаимского и прилегающих регионов из доюрских и юрских отложений. Интересной особенностью является выявленные нами [12] различные тенденции концентрирования биофильных и РЗЭ в нефтях по всему разрезу (рис. 4), что объясняется, вероятно, полигенным характером их поступления в нефть: осадочным для биофильных и глубинным – для РЗЭ. Наличие рифтовых зон в фундаменте, крупных гранитных блоков и флюидопроводящих разломов способствует этому процессу.

Таким образом, особенности углеводородного и микроэлементного состава нафтидов свидетельствуют о существовании двух источников нефти: сингенетичного, связанного с ОВ нефтепроизводящих отложений доюрского комплекса, и эпигенетичного, генерированного ОВ юрских отложений, что подтверждает наличие локальных очагов нефтеобразования в собственно палеозойских отложениях.

Пиролиз керогена (по данным Rock-Eval) показывает большой разброс данных генерационного потенциала палеозойских пород Западной Сибири. Так, водородный индекс (HI) по нефтегазоносным областям Западной Сибири колеблется от 2 мг УВ/г $C_{орг}$ на Северо-Ютымской и Надеждинской площадях до 444 мг УВ/г $C_{орг}$ на Лугенецкой площади (Н.Н. Запывалов, 2003). Для сравнения отметим, что «превосходная» (по классификации Б. Тиссо и Д. Вельте, 1981) нефтематеринская баженовская свита Западной Сибири характеризуется величиной водородного индекса 280 - 290 мг УВ/г $C_{орг}$.

Оценка нефтегенерационного потенциала, проведенная пиролитическими методами по материалам бурения сверхглубоких скважин Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7, а также исследование образцов из палеозойских отложений северного обрамления Западно-Сибирского НГБ (Т.В. Белоконь и др., 1994; В.И. Горбачев и др., 1996; Н.В. Лопатин и др., 1997, 1999; Ю.А. Ехлаков и др., 2000; А.Н. Башков и др., 2001; А.Э. Конторович и др., 2001; М.Г. Фрик и др., 2001; Е.А. Костырева, 2008, 2010; Л.Н. Болдушевская, 2008, 2010; Б.Н. Хахаев и др., 2008, и др.) значительно изменили негативные взгляды многих исследователей на возможность генерации нефти органическим веществом палеозойских отложений.

Так, из анализа кернa скважин СГ-6 и СГ-7 следует, что газогенерационные свойства пород сохраняются вплоть до подошвы осадочных толщ (6921 м). Практически по всему разрезу скважин, включая и эффузивный комплекс пород, отмечается

интенсивная миграция УВ флюидов. В разрезах палеозоя северного обрамления Западно-Сибирского НГБ (обнажения Полярного Урала на Щучьинском выступе, Западного Таймыра и Нижне-Пурского вала) на основе данных пиролиза по характеристике нефтегенерационного потенциала и распределения УВ-биомаркеров выделены толщи, обладающие благоприятными нефтегенерационными параметрами.

На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ триасового комплекса (А.Э. Конторович и др., 2008; А.Н. Фомин, 2010) [16] нами составлена схематическая карта зон нефтегазообразования доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ, на которой выделены участки, благоприятные для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений (рис. 5). На значительной территории Западной Сибири эти отложения находятся в ГЗН, и здесь возможны нефтяные скопления. В северных районах отложения достигли высокой зрелости – АК₁₋₃, и здесь прогнозируются скопления легких нефтей, конденсатов, а в низах толщи – сухих газов. Таким образом, мощный доюрский комплекс осадочных отложений, прошедший главную фазу нефтеобразования, может рассматриваться в качестве источника нефтеобразования, что дает основание для положительной оценки перспектив нефтегазоносности как терригенно-эффузивных отложений и образований фундамента.

Стадии термического преобразования ОВ в кровле палеозоя (А.Н. Фомин, 2001, 2004, 2008) существенно меняются по территории – от градации среднего мезокатагенеза (МК₂) до глубокого апокатагенеза (АК₃₋₅). Наибольший интерес представляет область распространения наименее преобразованного ОВ стадии МК₂ (Ro=0,85 - 1,15 %). Это ОВ из верхнепалеозойских терригенных отложений на северо-западе Нарымско-Колпашевской впадины и Нюрольской впадины Межовский срединный массив. Последняя представляет большой интерес для поисков залежей УВ, так как на большей части территории осадочные отложения палеозоя до глубин около 4 км находятся в главной зоне нефтеобразования и ОВ характеризуется умеренным катагенезом и способно генерировать нефтяные УВ.

Наличие в составе рассеянного ОВ палеозоя юго-востока Западно-Сибирского НГБ углеводородов - биомаркеров (нормальных и изопреноидных алканов, стеранов, гопанов, моретанов, три- и тетрацикланов), а в эрозионно-тектонических выступах палеозоя (зона контакта) и в внутривпадинных резервуарах умеренно метаморфизованных нефтей палеозойского генезиса (по соотношению трисноргопанов степень катагенетического

преобразования палеозойских нефтей отвечает градациям $МК_1^2 - МК_2$) свидетельствует о благоприятных для нефтеобразования катагенетических условиях и, что очень важно, о возможности сохранения скоплений УВ в изученных отложениях палеозоя (А.Э. Конторович и др., 1998, 2001; Е.А. Костырева и др., 2008).

Учитывая различную интенсивность протекания процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ в зависимости от глубины и возраста консолидации фундамента (А.Э. Конторович, А.Н. Фомин и др., 2008 [16]), нами приведены значения глубин протекания процессов генерации УВ (рис. 6). Для области распространения добайкалит, к которой относится Приенисейская часть мегабассейна, участки Мансийской синеклизы, Сургутского и Нижневартовского сводов и для которой характерны низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза ОВ с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют – 4200 м, а легкой нефти и конденсатов – 5200 м. Для области распространения герцинит и каледонит, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти предполагаются на отметке – 3650 м, а конденсатов – 4400 м. В областях расположения триасовых рифтов, крупных гранитных массивов или флюидопроводящих разломов в фундаменте, например Шаимского, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, глубины вероятностного обнаружения УВ-скоплений значительно меньше: для нефти – 3200 м, а для газоконденсатов – 4050 м. Возможно, с различным возрастом консолидации фундамента и, следовательно, с различной интенсивностью прогрева толщ в бассейне связана трактовка участия собственно палеозойских отложений в процессах нефтегазообразования. Наиболее высокие генерационные характеристики нефтегазопроизводящих толщ можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские отложения.

Разработанные модели строения и формирования залежей нефти и газа в доюрском комплексе (в первую очередь, в фундаменте) Западной Сибири, а также типизация ловушек, пород-коллекторов и флюидоупоров, оценка генерационных возможностей юрских и палеозойских осадочных отложений позволили, во-первых, выработать комплекс геологических критериев, используемых при прогнозе перспективных для поисково-разведочных работ зон и локальных объектов в фундаменте. И во-вторых,

сформулировать некоторые задачи поисков скоплений нефти и газа в фундаменте Западной Сибири [18, 19].

Для успешного и эффективного проведения геолого-разведочных работ, выбора оптимального местоположения и проектной глубины скважин необходимо:

- провести детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента;
- выявить и проследить разрывные нарушения в толще фундамента;
- закартировать внутрифундаментные отражающие горизонты для выявления ловушек;
- оконтурить зоны развития разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов;
- проследить распространение флюидоупоров;
- дать оценку нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ.

Современные сейсморазведочные и геохимические методы и технологии позволяют решать эти задачи.

Наиболее сложная из вышеперечисленных задач – выделение в толще массивных магматических, метаморфических и карбонатных пород зон трещинно-кавернозной пустотности – потенциальных залежей нефти и газа. Для картирования таких зон успешно применяется технология сейсморазведки с использованием рассеянных волн [4]. В Западной Сибири по этой технологии изучены лишь единичные площади.

На двух месторождениях – Северо-Даниловском и Усть-Балыкском – проведена спецобработка материалов сейсморазведки с использованием рассеянных волн (рис. 7А-Б). По первому (рис. 7А) наблюдается удовлетворительное соответствие зон высокой интенсивности рассеянных волн данным по ФЕС и нефтеносности. По второму месторождению (рис. 7Б) образования фундамента не вскрыты скважинами, хотя зоны высокой энергии рассеянных волн распространены довольно широко и по площади (в восточной части) и по разрезу.

При этом следует учитывать то обстоятельство, что доюрские отложения на территории ХМАО изучены весьма слабо. Из более чем 2500 скважин только в 100 скважинах (4%) глубина вскрытия этого комплекса составила более 300 м. А фундамент в большинстве скважин вскрыт на 20 - 30, реже на 50 м. На наиболее крупных месторождениях нефти в мире этаж нефтеносности составляет от 450 - 600 до 1500 – 2000 м, на Малоичском месторождении в Западной Сибири – 1660 м (таблица).

Таблица.

Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента

Месторождение (страна)	Состав пород	Этаж нефтеносности, м
Хьюгтон-Пенхендл (США)	Невыветрелые граниты	458 - 1068 (610)
Ла-Пас (Венесуэла)	Трещиноватые породы – гранодиориты, кристаллические сланцы	1615 - 3350 (1435)
Ауджила-Нафула (Ливия)	Докембрийские граниты, гранофиры, риолиты	(450)
Зейт Бейт (Египет)	Граниты	(330)
Оймаша (Казахстан)	Граниты	3612 - 3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	Трещиноватые гранитоиды	3050 - 5000 (1950)
Малоичское (Россия)	Известняки доломитизированные	2840 - 4500 (1660)

Таким образом, в ХМАО изучена только самая верхняя часть фундамента. Нижняя граница нефтегазоносного комплекса фундамента контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и нижней границей материнских осадочных толщ, примыкающих к ловушке фундамента.

Разработанные теоретические основы прогноза нефтегазоносности в образованиях фундамента необходимо широко применять в практике геолого-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. В ХМАО глубины залегания поверхности фундамента от 1500 - 1600 до 3500 м, то есть вполне доступные для бурения.

Касаясь оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) триаса и палеозоя Западной Сибири, следует отметить, что, несмотря на открытие около 50 залежей нефти и газа в этом комплексе пород, такая оценка на государственном уровне отсутствует (М.И. Лоджевская и др., 2011). Оценка ресурсов доюрских отложений ХМАО приведена в работе (Г.П. Мясникова и др., 2005) по пяти суббассейнам, в том числе по Восточно-

Приуральскому и Красноленинско- Фроловскому, где открыто основное количество залежей нефти и газа в этом комплексе. Наиболее высокая плотность запасов (более 20 тыс. т/км²) принята для Восточно-Уральской и Надым-Пурской НГО. Суммарная оценка НСР (геологических) в целом по доюрским отложениям (внутренние палеозойские бассейны и коры выветривания) составила около 10 млрд т условного топлива. Наша экспертная оценка ресурсов нефти и газа доюрского комплекса центральной части ХМАО, исходя из углеводородного потенциала значительных интервалов разреза фундамента, не охваченных ГРП (где, по аналогии с зарубежными регионами, можно ожидать открытия крупных месторождений УВ), позволяет считать ресурсный потенциал этого комплекса отложений соизмеримым с ресурсным потенциалом юрско-меловых отложений ХМАО.

Риски успешного и эффективного проведения поисково-разведочных работ на доюрский комплекс в ХМАО соизмеримы с рисками при работах на юрские отложения в северных районах Западной Сибири (глубины залегания соизмеримы).

При проектировании работы необходимо оценивать следующие основные геологические риски:

- ⇒ неоткрытие залежи нефти (газа);
- ⇒ неоткрытие крупного по запасам месторождения;
- ⇒ неоткрытие высокодебитного месторождения.

На каждом этапе геолого-разведочных работ необходимо также оценивать эффективность проекта по формуле прибыль - затраты >0 (В.Л. Шустер и др., 1999).

ВЫВОДЫ

1. Разработаны основные аспекты теоретических основ прогноза зон нефтегазонакопления и перспективных объектов в доюрском комплексе Западной Сибири. Обоснованы модели строения и возможные механизмы формирования залежи нефти (газа) в образованиях фундамента.

2. Из предложенных моделей строения и формирования залежи УВ в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента наиболее благоприятными условиями характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с кристаллическими породами в ядре, разбитые разломами на блоки и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских пород. Нефтегазообразование возможно как в собственно палеозойских отложениях, где обнаружены углеводородные

скопления *in situ*, так и в юрских (палеозойских) нефтематеринских осадочных породах, облекающих выступы фундамента.

3. Границы нефтегазоносного комплекса (НГК) фундамента контролируются сверху надежным флюидоупором (глинисто-аргиллитовыми юрскими толщами или плохопроницаемыми кристаллическими, эффузивными породами в кровле фундамента), нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и, кроме того, нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

4. Выбирать местоположение и глубину проектных скважин на перспективных объектах следует по структурным планам по поверхности фундамента и исходя из прогноза распространения в фундаменте зон разуплотненных пород-коллекторов (выявленным по данным спецобработки материалов сейсморазведки).

5. При прогнозе зон нефтегазонакопления и крупных месторождений нефти и газа следует учитывать корреляционную связь их расположения с местоположением глубинных сейсмических (мантийных, коровых), гравимагнитных и геоэлектрических аномалий.

6. К первоочередным перспективным объектам поисково-разведочных работ в центральной части ХМАО следует отнести выступы фундамента с гранитоидами в ядре в центральной части Шаимского свода и Березовского НГР, а также пермо-триасовые эффузивно-терригенные отложения на Красноленинском своде. По геохимическим данным, максимальные глубины вероятного обнаружения углеводородных скоплений здесь составляют 3200 м - для нефти и 4050 м - для газоконденсатов.

7. Ресурсный потенциал доюрского комплекса в центральной части ХМАО соизмерим с потенциалом юрско-меловых отложений.

Сегодня существуют достаточно обоснованные теоретические предпосылки для открытия крупных высокодебитных промышленных скоплений нефти и газа в доюрском комплексе отложений (в первую очередь, в фундаменте) в Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л.* Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири: Докл. на междунар. акад. конф. «Фундамент и проблемы нефтегазоносности Западной Сибири», 2010. Тюмень.

2. Бочкарев В.С., Брехунцов Ю.Г., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горн. Ведомости. 2007. № 10. С. 6-23.
3. Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997.
4. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 26 - 33.
5. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Левянт В.Б. и др. Принципиальная модель формирования нефтяных и газовых скоплений в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири и проблемы их поиска и разведки//Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири, Тюмень. 2009.
6. Дмитриевский А.Н. Прогноз, поиски и разведка нефти и газа – фундаментальные исследования// Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр. СПб, 2009. С. 14 - 35.
7. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А. и др. Магматогенноосадочный формационный комплекс как новый нефтеперспективный объект //ДАН СССР. 1992. Т. 332, № 2. С. 347 - 350.
8. Арье А.Г., Шустер В.Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента //Геология нефти и газа. 1998. № 12. С. 34 - 38.
9. Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е. Концепция флюидного режима в верхней коре (гипотеза корового волновода) //ДАН. 2000. Т. 347, № 4. С. 534 - 536.
10. Дмитриевский А.Н., Карогодин Ю.Н., Курьянов Ю.А., Кокшаров В.З., Медведев Н.Я. Триасовые магматиты – новый нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: Материалы междунар. Науч. конф. Казань, 2006. С. 86 - 89.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Геологические критерии нефтегазоносности локальных объектов в образованиях фундамента Западной Сибири // Первая междунар. науч.-практ. конф. для геологов и геофизиков «Сочи-2011. Геология и геофизика нефтегазовых бассейнов и резервуаров». Сочи. 2011.

12. *Шустер В.Л., Пунанова С.А., Курьшьева Н.К.* Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента// Материалы междунар. конф., посвященная памяти В.Е. Хаина «Современное состояние наук о Земле». М., 2011. С. 2116 - 2118.

13. *Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М.* Нефтегазоносность фундамента (Проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Изд-во Техники, ТУМА групп. 2003. 176 с.

14. *Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Статова О.Ф.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири// Геохимия. 1998. № 1. С. 3 - 17.

15. *Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. Материалы Всерос. конф. с междунар. участием «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь». М.: ГЕОС. 2010. С. 586 - 589.

16. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири// Сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». СПб, 2008. С. 68 - 77.

17. *Левянт В.Б., Шустер В.Л.* Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири // Экспозиция нефть, газ. 2010. № 2. С. 7 - 9.

18. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Инновационные технологии сейсморазведки при поисках нефти (газа) в образованиях фундамента// X International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects. Kiev, Ukraine, 2011.

19. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Механизм формирования и размещения углеводородных скоплений в доюрских комплексах Западной Сибири// Докл. X Междунар. конф. «Новые идеи в науках о Земле». М., 2011. С. 95.

ПРИЛОЖЕНИЕ

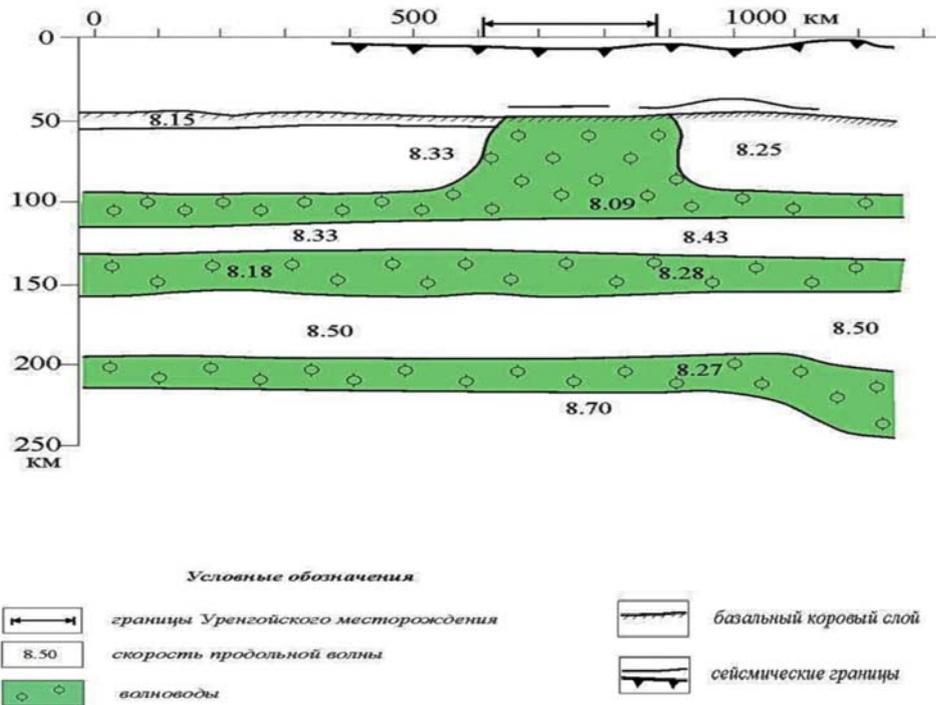


Рис. 1. Стрoение верхней мантии по районам размещения Уренгойского газоконденсатного месторождения (по материалам ГЕОН, 2009)

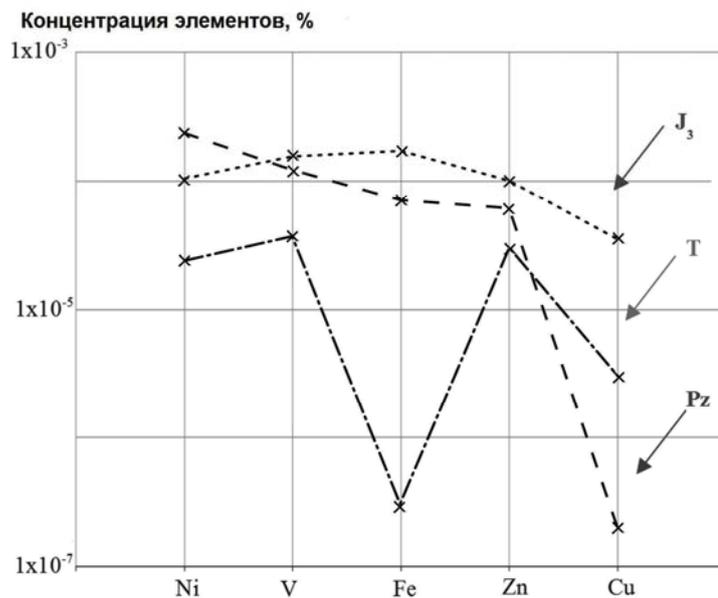


Рис. 2. Типы нефтей Нюрольской впадины по распределению микроэлементов: J₃ – 2928-2950 м; T – 3270-3286 м; Pz – 4072-4080 м

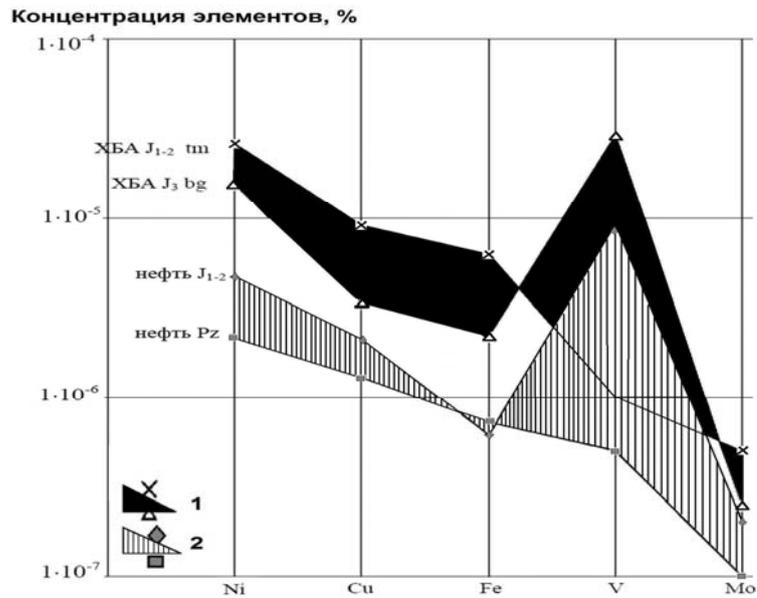


Рис. 3. «Поля» концентраций элементов в битумоидах (ХБА) и нефтях Ханты-Мансийской впадины

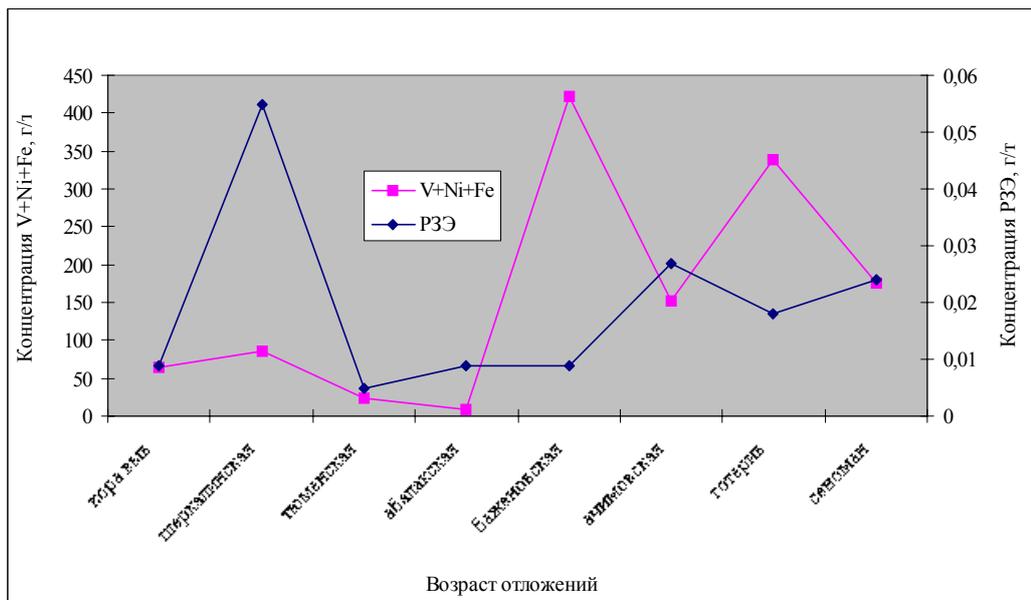


Рис. 4. Распределение элементов в нефтях Шаимского района (данные по PzЭ Ю.Н. Федорова [15])

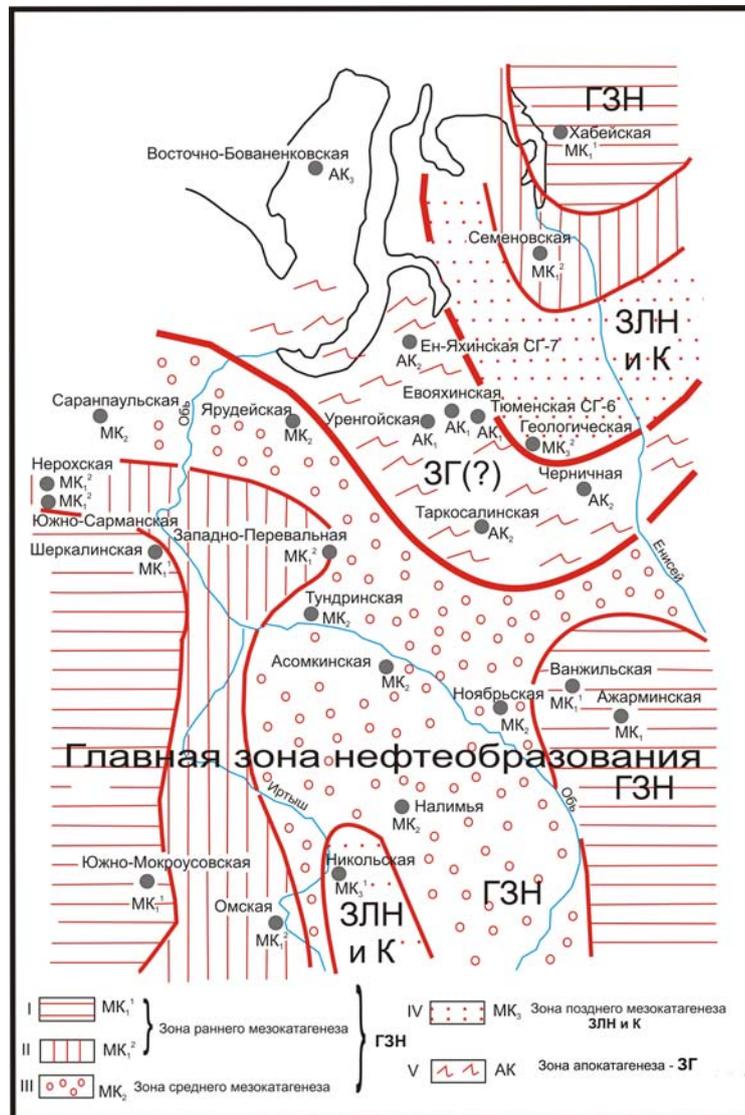


Рис. 5. Схематическая карта зон нефтегазообразования: ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЛН и К – зона легких нефтей и конденсатов; ЗГ – зона сухих газов (по А.Э. Конторовичу, А.Н. Фомину и др., 2008; А.Н. Фомину, 2010)

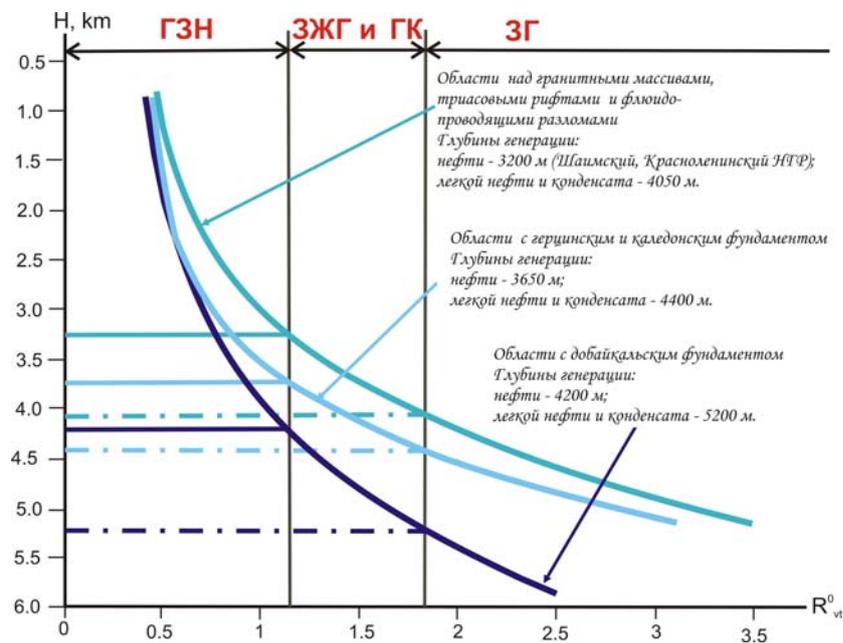


Рис. 6. Области палеопрогрева, связанные с различным возрастом консолидации фундамента (по А.Э. Конторовичу, А.Н. Фомину и др., 2008) [16], и глубины генерации нафтидов (ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЖГ и ГК – зона жирных газов и газоконденсатов; ЗГ – зона сухих газов)

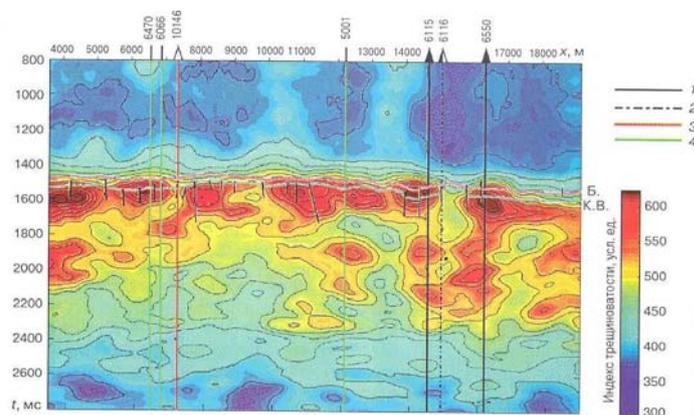


Рис. 7 А. Северо-Даниловское месторождение. Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 – приток нефти; 2 – плёнка нефти; 3 – сухо; 4 – испытания не проводились. (Ю.Л. Курьянов и др., 2008)

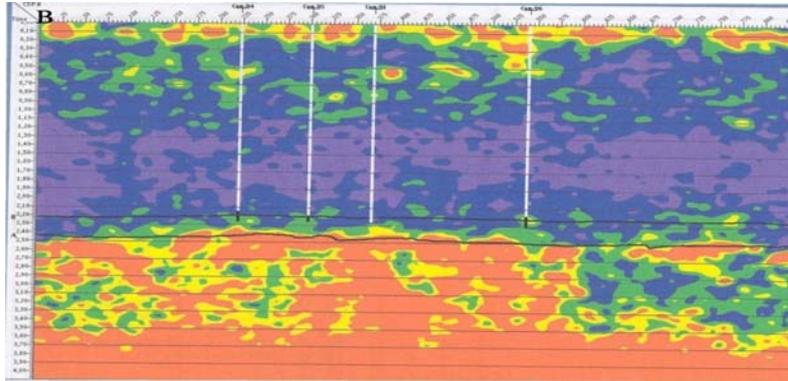


Рис. 7 Б. Усть-Балыкское месторождение. Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ. (В.Н. Кремлев и др., 2008)